УДК 550.4:665.61

АЗОТ В РАССЕЯННОМ ОРГАНИЧЕСКОМ ВЕЩЕСТВЕ И НЕФТЯХ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С.С. Яновская, Т.А. Сагаченко, А.В. Шикалин, О.В. Серебренникова*

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск
E-mail: dissovet@ipc.tsc.ru
*Томский политехнический университет

Приведены данные о распределении азотистых соединений в нефтях и рассеянном органическом веществе потенциально нефтематеринских пород верхней юры Западной Сибири. Выявлена связь между содержанием различных типов азотистых соединений в органическим веществе и условиями его накопления, степенью термической зрелости, генетическим типом.

Введение

По ресурсам углеводородов и достигнутым уровням добычи нефти и газа Западно-Сибирский бассейн – один из крупнейших в мире. Вместе с тем, в силу сравнительной простоты геологического строения, он является прекрасным полигоном, на примере которого могут совершенствоваться теория образования нефти и газа, методы прогноза нефтегазоносности и качества углеводородного сырья [1]. В общем комплексе исследований, направленных на решение этих фундаментальных и прикладных задач, особое значение имеет установление генетических связей нефтей с определенными нефтематеринскими породами [2].

К настоящему времени накоплен достаточно большой материал о составе и распределении в рассеянном органическом веществе (РОВ) и нефтях Западной Сибири углеводородов [2–4]. Полученные данные применяются при генетической классификации нефтей [5], на их основе предложены геохимические индикаторы процессов образования и последующей трансформации углеводородных систем [2, 5]. В то же время, информация о гетероорганических соединениях РОВ весьма ограничена. В геохимических исследованиях используются, главным образом, результаты определения количественного содержания в нефтях и органическом веществе (ОВ) пород микроэлементов [6] и металлопорфириновых комплексов [3]. Для большей части других гетероорганических соединений нефтей и РОВ Западной Сибири, в частности азотсодержащих (АС), сравнительные исследования не проводились. В то же время данные о содержании, составе и структурных особенностях этих компонентов могут характеризовать эволюционные стадии нефтяной генерации, процессы первичной и вторичной миграции [7–9].

В данной работе на примере юго-восточной части Западной Сибири сделана попытка выявить закономерности распределения АС в нефтях и РОВ потенциально нефтематеринских пород верхней юры, из которых баженовская свита рассматривается в качестве главной нефтематеринской формации [10].

Объекты и методы исследования

В отложениях верхней юры выделяют два самостоятельных продуктивных горизонта – васюганская свита (пласт $Ю_1$) и баженовская свита (пласт $Ю_0$) [4]. В работе изучено РОВ глинистых потенциально нефтематеринских пород обоих горизонтов и соответствующие нефти из коллекторов васюганской свиты.

Образцы пород и нефтей отобраны в интервале глубин 2414,6...2852,2 и 2452...2836 м, соответственно, с площадей, расположенных в Томской области в пределах Усть-Тымской и Нюрольской впадин, Нижневартовского и Каймысовского сводов, Александровского мегавала и Колтогорского мегапрогиба (рис. 1). По данным [2, 4], изученные нефти были генерированы породами юрского комплекса, что обуславливает правомочность проведения сравнительного анализа РОВ этих пород и нефтей.



Рис. 1. *Расположение исследованных площадей*

Битумоиды выделяли по методике [11], широко используемой в геохимических исследованиях. В нефтях и битумоидах определяли общее содержание АС [12] и их функциональный состав [13], состав алканов, распределение ванадиловых и нике-

Таблица 1. *Характеристика РОВ пород баженовской свиты*

Площадь, № скважины	Pr/Ph	$\frac{Pr}{н\text{-}C_{17}}$	$\frac{Ph}{н\text{-}C_{18}}$	Max*	Содержание				
					нмоль/г		мас. %		
					VO–Пф	Ni–Пф	$N_{общ.}$	$N_{осн.}$	$N_{неосн.}$
Болтная, 1	1,61	1,01	0,68	14	2662	3119	1,20	0,228	0,972
Болтная, 1	2,38	1,00	0,58	13	297	683	0,76	0,141	0,619
Кулгинская, 142	1,69	0,90	0,62	14	следы	255	0,50	0,122	0,378
Федюшкинская, 4	0,92	0,92	1,00	12	57	195	0,31	0,080	0,230
Киев-Еганская, 355	1,33	1,04	0,97	12	182	166	0,77	0,133	0,637
Тунгольская, 1	1,14	1,22	1,15	15	212	0	0,88	0,160	0,720
Тунгольская, 1	0,96	1,49	1,36	16	568	549	0,92	0,120	0,800
Тунгольская, 1	2,00	0,50	0,20	21	643	318	0,89	0,174	0,716
Чкаловская, 3	1,74	0,73	0,51	12	1727	285	0,54	0,112	0,428
Ясная, 20	1,57	0,63	0,49	13	4517	330	1,16	0,150	1,010
Столбовая, 89	0,69	1,00	1,55	15	2952	0	0,62	0,090	0,530
Ломовая, 204	1,34	0,97	0,75	13	90	0	0,30	0,077	0,223
Ломовая, 204	1,04	0,61	0,67	13	144	14	0,30	0,050	0,250
Первомайская, 2287	1,35	1,06	1,04	15	5776	868	0,76	0,134	0,626
Крапивинская, 191	2,46	0,29	0,13	14, 25	7519	494	0,99	0,134	0,856
Крапивинская, 211	1,11	0,86	0,88	22	1848	372	0,94	0,129	0,811
Квартовая, 10	1,54	0,56	0,48	15	3374	1650	0,95	0,120	0,830
Западно-Полуденная, 101	1,38	0,62	0,59	12	21585	145	1,16	0,153	1,007

**здесь и далее в таблицах число атомов углерода в максимуме распределения н-алканов*

левых порфиринов [14]. Состав углеводородов и количественное содержание металлопорфиринов были использованы для характеристики фациально-генетического типа исходного ОВ, условий его накопления и степени термической зрелости, то есть тех факторов, которые в большей степени влияют на состав и свойства нефтей [1, 4, 15].

Геохимическую обстановку диагенеза и природу ОВ материнских пород в определенной мере характеризует величина отношения пристана к фитану (Pr/Ph), снижающаяся при уменьшении окислительно-восстановительного потенциала в бассейне седиментации [1, 16]. Принято считать, что величина отношения Pr/Ph<2 соответствует морскому [17–19], слабо окисленному [4] или сапропелевому [1], а Pr/Ph>2 – континентальному [17–19], окисленному [1, 4] или гумусовому [1] типу исходного ОВ. Как следует из данных табл. 1, 2, для исследованных образцов РОВ указанный параметр меняется в широких пределах (0,69...6,36). Это свидетельствует о нестабильной окислительно-восстановительной обстановке фоссилизации исходного ОВ. На чередование морских и континентальных фаций при накоплении верхнеюрского комплекса указывает совместное присутствие в породах никелевых и ванадиловых порфиринов, бимодальное распределение н-алканов. При этом ОВ баженовской свиты отлагалось, преимущественно, в восстановительных условиях (средняя величина отношения Pr/Ph для образцов этого комплекса составляет 1,46). Повышенные значения Pr/Ph отмечены на северо-востоке и юго-западе территории в нижней части разреза на границе с васюганской свитой, а также на юго-востоке в пределах Болтной площади (рис. 2, *а*).

На большинстве площадей в ОВ баженовской свиты среди металлопорфиринов преобладают ванадиловые комплексы, также характеризующие восстановительные условия накопления ОВ. Доминирование среди н-алканов низкомолекулярных гомологов (C_{12}–C_{16}), являющихся основными компонентами водорослей [3], свидетельствует о том, что основным источником ОВ является фитопланктон.

РОВ васюганской свиты характеризуется более разнообразным видом молекулярно-массового распределения н-алканов. Для этих образцов отмечено повышенное содержание как низкомолекулярных (C_{14}–C_{16}), так и высокомолекулярных (C_{20}–C_{26}) гомологов. Это свидетельствует об участии в составе ОВ васюганского горизонта липидов фитопланктона и наземной растительности [3]. Значения отношения Pr/Ph колеблются от 0,80 до 6,36, составляя в среднем 2,59, что указывает на окислительную обстановку отложения ОВ на большинстве площадей. Восстановительные условия осадконакопления существовали, видимо, только в пределах Нюрольской впадины и Колтогорского мегапрогиба (рис. 2, *б*).

В отличие от баженовской, в ОВ васюганской свиты практически на всех площадях отсутствуют металлопорфирины.

Для большинства исследованных нефтей характерны невысокие значения отношения Pr/Ph (в среднем 1,56) и наличие ванадиловых (VO-Пф) и никелевых (Ni-Пф) комплексов порфиринов (табл. 3).

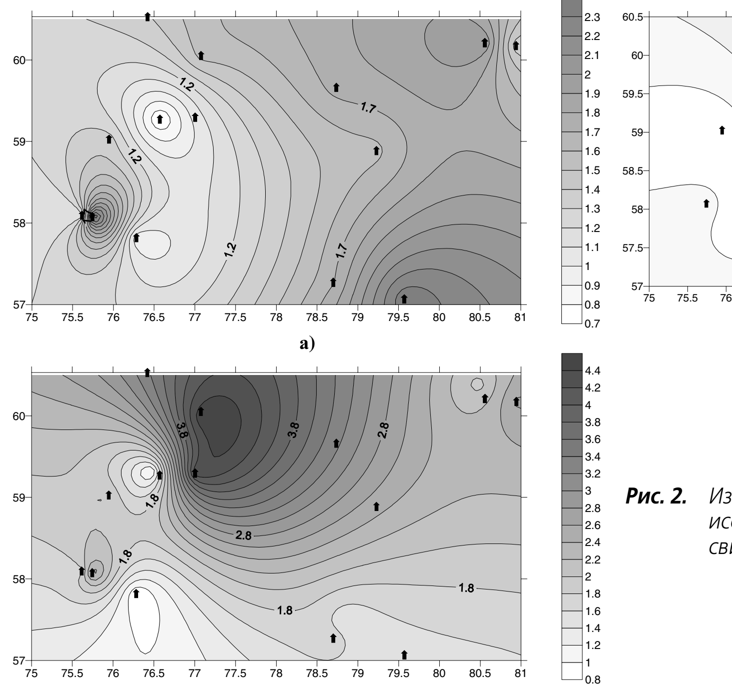
Таблица 2. *Характеристика РОВ пород васюганской свиты*

Площадь, № скважины	Pr/Ph	Pr/н-C_{17}	Ph/н-C_{18}	Max	Содержание				
					нмоль/г		мас. %		
					VO–Пф	Ni–Пф	$N_{общ.}$	$N_{осн.}$	$N_{неосн.}$
Болтная, 1	1,68	0,59	0,40	23	0	0	0,42	0,182	0,238
Нижне-Табаганская, 17	1,42	0,46	0,67	15	следы	0	0,39	0,090	0,300
Кулгинская, 142	1,73	0,70	0,58	16	следы	0	0,42	0,133	0,287
Федюшкинская, 4	0,80	1,06	1,13	20	68	97	0,74	0,136	0,604
Киев-Еганская, 355	2,64	0,79	0,39	14	0	0	0,44	0,175	0,265
Киев-Еганская, 355	4,00	0,90	0,26	16	следы	следы	0,56	0,213	0,347
Тунгольская, 2	1,92	0,74	0,39	14	0	0	0,36	0,070	0,290
Ясная, 20	2,47	1,08	0,47	16, 23	0	189	0,58	0,171	0,409
Столбовая, 89	0,94	1,48	1,22	19	0	0	0,43	0,073	0,357
Ломовая, 204	4,33	1,30	0,27	22	0	0	0,41	0,111	0,299
Ломовая, 204	2,59	0,78	0,35	12, 22	0	0	0,67	0,183	0,487
Первомайская, 2287	2,00	0,68	0,36	26	0	0	0,42	0,121	0,299
Первомайская, 2287	6,36	1,37	0,25	26	0	0	0,61	0,150	0,460
Крапивинская, 191	2,30	1,15	0,71	16	0	0	0,59	0,082	0,508
Крапивинская, 191	2,56	1,88	0,89	25	0	0	0,58	0,214	0,366
Крапивинская, 211	1,72	0,91	0,49	26	0	0	0,92	0,156	0,764
Квартовая, 10	4,55	2,50	0,42	14	следы	следы	0,68	0,246	0,434

Величина отношения Pr/Ph в нефтях возрастает в восточном направлении и достигает 2,80 в северо-восточной части исследованного участка (рис. 2, *в*).

Использование диаграммы Дж. Коннона и А.М. Кассоу позволяет в определенной мере подразделить ОВ по генетическому типу и степени его термической зрелости [20]. К морскому или сапропелевому типу автор относит ОВ, для которого Pr/н-C_{17}<Ph/н-C_{18}, к континентальному или гумусовому – для которого Pr/н-C_{17}>Ph/н-C_{18}. Анализ значений этих параметров (табл. 1, 2) показывает, что для верхнеюрских пород исследуемой территории характерно наличие большого количества образцов со смешанным типом исходного ОВ. Это является подтверждением частой смены обстановок накопления верхнеюрского нефтегазоносного комплекса.

По мере увеличения степени термической зрелости ОВ происходит снижение величины отношения изопреноидных алканов к нормальным. Согласно



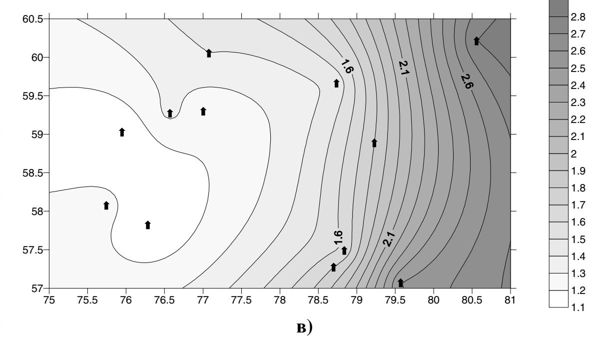


Рис. 2. *Изменение величины отношения Pr/Ph по площади исследованного участка в: а) РОВ баженовской свиты; б) РОВ васюганской свиты; в) нефтях*

данным, приведенным в работе [20], значения отношения Ph/н-C_{18} от 0 до 0,2 соответствуют аномально высокой, от 0,2 до 0,4 – высокой, от 0,4 до 0,6 – умеренной, >0,6 – низкой термической зрелости нафтидов. Типы умеренной и низкой термической зрелости ОВ отвечают зоне генерации нефти.

Таблица 3. *Характеристики нефтей*

Площадь, № скважины	Pr/Ph	Содержание				
		нмоль/г		мас. %		
		VO-Пф	Ni-Пф	$N_{общ.}$	$N_{осн.}$	$N_{неосн.}$
Болтная, 1	2,50	0	0	0,02	0,004	0,016
Нижне-Табаганская, 23	1,62	24	0	0,07	0,016	0,054
Кулгинская, 141	1,70	4	2	0,05	0,010	0,040
Федюшкинская, 2	1,10	20	10	0,13	0,028	0,102
Чкаловская, Р-4	1,43	11	8	0,10	0,021	0,079
Тунгольская, Р-1	2,80	*	*	0,10	0,017	0,083
Ясная, 21	1,67	33	0	0,13	0,029	0,101
Столбовая, 75	1,33	11	11	0,13	0,026	0,104
Ломовая, 205	1,14	24	40	0,10	0,021	0,079
Первомайская, 270	1,10	35	34	0,11	0,025	0,085
Крапивинская, 191	1,24	38	30	0,08	0,019	0,061
Квартовая, Р-3	1,14	9	104	0,10	0,021	0,079

**нет данных*

Как следует из данных таблиц 1, 2, среди исследованных образцов присутствуют битумоиды всех типов термической зрелости. Преобладает (45,7 отн. %) РОВ низкой зрелости. Это незрелое РОВ чаще встречается в баженовских отложениях (61,1 отн. %). Образцы умеренной (25,7 отн. %) и высокой зрелости (22,8 отн. %) присутствуют в исследованном массиве практически в равных количествах и характерны для отложений васюганской свиты (70,6 отн. %). Незрелое ОВ в ней встречается в породах Нюрольской впадины и Каймысовского свода (рис. 3).

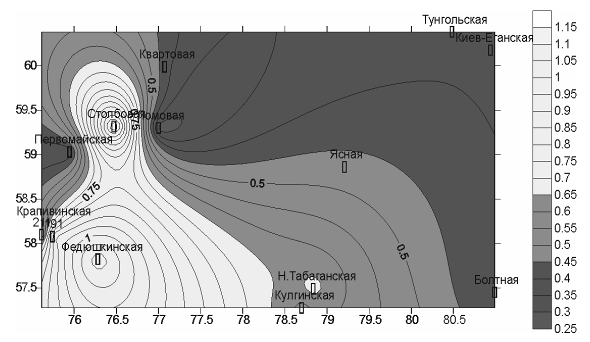


Рис. 3. *Изменение значений Ph/н-C_{18} в отложениях васюганской свиты*

Обсуждение результатов

Азотистые компоненты РОВ и нефтей являются основными и неосновными веществами. Суммарное содержание АС ($N_{общ.}$) в РОВ пород верхней юры юго-восточной части Западной Сибири изменяется в достаточно широких пределах (от 0,30 до 1,20 мас. %), составляя в среднем 0,66 мас. % (таблицы 1, 2). Количество оснований колеблется от 0,050 до 0,246 (в среднем 0,138 мас. %). Содержание неосновных компонентов изменяется в пределах 0,223...1,010 и составляет в среднем 0,524 мас. %. При переходе от баженовских отложений к васюганским снижается количество нейтральных компонентов и за счет этого – среднее содержание в ОВ $N_{общ.}$ (от 0,78 до 0,54 мас. %). В то же время, ОВ васюганской свиты характеризуется более высоким содержанием оснований по сравнению с баженовской (0,147 против 0,128 мас. %).

В нефтях концентрация всех типов АС существенно ниже, чем в ОВ (табл. 3). Обогащение ОВ полярными компонентами связывают с их значительной адсорбцией на нефтематеринских породах [21, 22].

Анализ распределения АС в РОВ исследованной территории показывает, что концентрация общего азота в ОВ пород баженовской свиты максимальна в восточной и западной ее частях, в ОВ пород васюганской свиты – на юго-западе (рис. 4, *а*, *б*). Тенденции изменения содержания оснований в РОВ баженовской свиты близки к изменениям, установленным для $N_{общ.}$ (рис. 5, *а*). Максимальные концентрации $N_{осн.}$ в ОВ пород васюганской свиты зафиксированы на севере (рис. 5, *б*).

По распределению $N_{осн.}$ исследованные нефти близки к ОВ пород баженовской свиты (рис. 5, *в*), максимальные концентрации $N_{общ.}$ зафиксированы в них лишь на западе исследуемой территории (рис. 4, *в*).

Окислительные условия накопления исходного ОВ в большей степени, чем восстановительные, способствуют сохранению АС. Это следует из рис. 6, *а*, *б*, на которых отражена связь между содержанием азотистых компонентов в РОВ и величиной отношения Pr/Ph. С ростом значений данного параметра в РОВ увеличивается концентрация всех типов АС.

Морской и континентальный типы ОВ мало различаются по суммарному содержанию АС (табл. 1, 2). Отличия проявляются в распределении отдельных типов азотсодержащих компонентов. Кероген, образовавшийся из ОВ, накопление которого протекало в восстановительных условиях (морской тип ОВ), характеризуется повышенным содержанием нейтральных соединений, а кероген, образовавшийся из окисленного ОВ (континентальный тип) – большей долей оснований. Так в ОВ континентального типа относительное содержание основных азотистых соединений составляет в среднем 27,8 отн. %, в ОВ морского типа – 20,2 отн. %.

Для нефтей отмечена обратная зависимость между содержанием АС и величиной отношения Pr/Ph (рис. 6, *в*). Чем ниже эта величина, тем выше содержание в образце всех типов АС. При этом в нефтях, генерированных из ОВ континентального типа, относительное содержание азотистых оснований ниже (17,0...20,0 в среднем 18,5 отн. %), чем в нефтях, генетически связанных с ОВ морского типа (20,0...23,8 в среднем 21,6 отн. %). Установленный факт отмечен ранее в работах [23, 24].

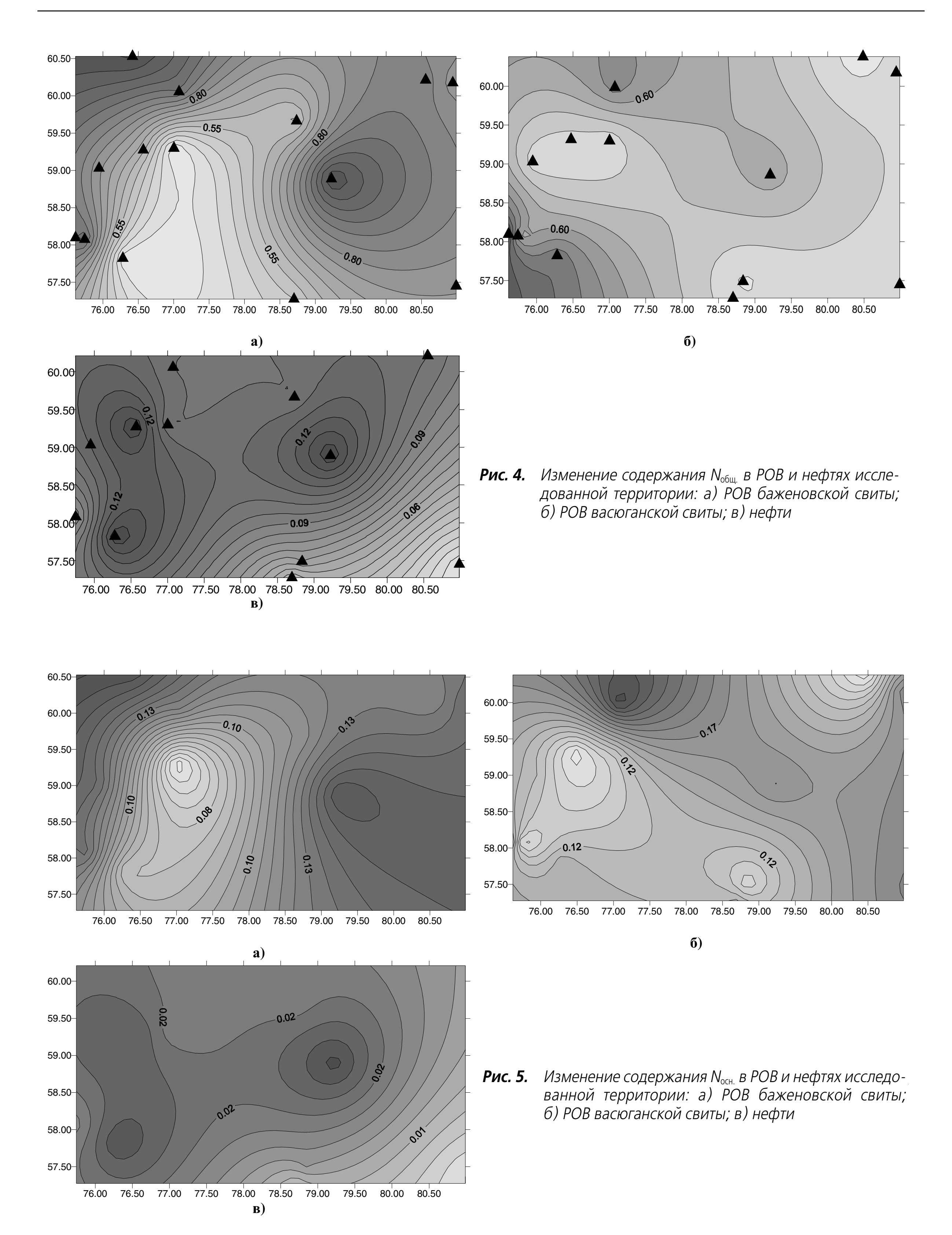
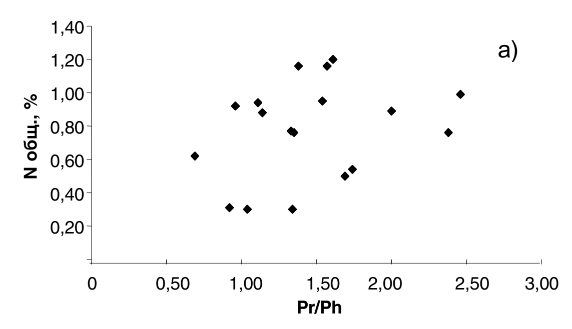


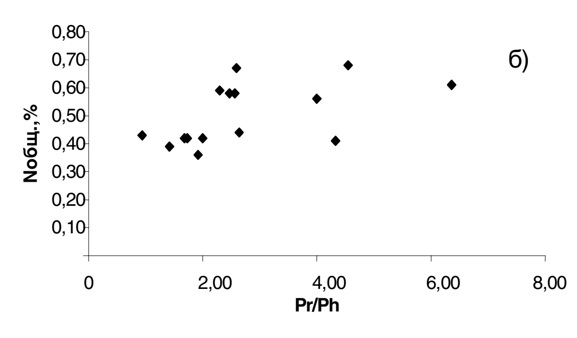
Рис. 4. *Изменение содержания $N_{общ.}$ в РОВ и нефтях исследованной территории: а) РОВ баженовской свиты; б) РОВ васюганской свиты; в) нефти*

Рис. 5. *Изменение содержания $N_{осн.}$ в РОВ и нефтях исследованной территории: а) РОВ баженовской свиты; б) РОВ васюганской свиты; в) нефти*

Выявленные различия в распределении АС в РОВ и нефтях, вероятнее всего, связаны с окислительно-восстановительными условиями в бассейне седиментации и процессами первичной миграции. В окислительных условиях в большую часть азотсодержащих молекул исходного ОВ может внедряться кислород. Такие соединения, вследствие своей полярности, теряются по пути миграции при формировании залежей. В этих условиях "подвижные" АС образуются в малом количестве и содержание в нефти Nобщ. незначительно. В восстановительных условиях основная масса АС представлена "по-

движными" формами, которые слабо сорбируются породами и вместе с основной массой других мало полярных компонентов легко попадают в залежь.





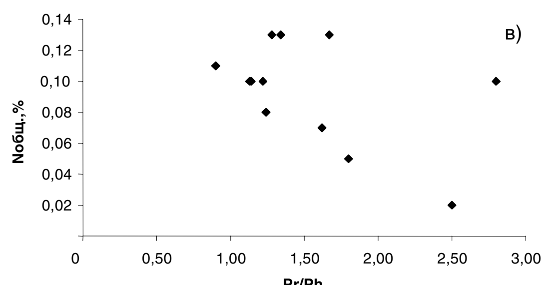


Рис. 6. *Зависимость содержания $N_{общ.}$ в РОВ и нефтях от величины отношения Pr/Ph: а) РОВ баженовской свиты; б) РОВ васюганской свиты; в) нефти*

Анализ распределения АС в ОВ различной степени термической зрелости (табл. 4) показывает, что наблюдается некоторое увеличение содержания всех типов АС при переходе от незрелых ($N_{общ.}$=0,30...1,20, в среднем 0,64 мас. %) к умеренно зрелым ($N_{общ.}$=0,42...1,16, в среднем 0,80 мас. %) образцам.

Это может быть связано с высвобождением АС из азотсодержащих геополимеров (например, асфальтенов) на более позднем этапе диагенеза [8]. Причиной последующего снижения количества азотсодержащих компонентов ($N_{общ.}$=0,36...0,67, в среднем 0,49 мас. %) является деструкция этих соединений на стадии катагенеза. Отмеченный характер изменения суммарного содержания АС сопровождается увеличением в их составе доли основных компонентов (19,7...31,0 отн. %). Наибольшее относительное содержание таких соединений установлено для зрелых образцов. Отмеченный факт свидетельствует о большей термодинамической устойчивости азотистых оснований ОВ по сравнению с неосновными компонентами.

Таблица 4. *Средние значения содержания азотистых компонентов в ОВ различной степени термической зрелости*

Термическая зрелость ОВ	Содержание			
	мас. %			отн. %
	$N_{общ.}$	$N_{осн.}$	$N_{неосн.}$	$N_{осн.}/N_{общ.}$
низкая	0,30...1,20 0,64 (16)	0,050...0,228 0,120 (16)	0,223...0,972 0,520 (16)	13,0...36,9 19,7 (16)
умеренная	0,42...1,16 0,80 (9)	0,112...0,246 0,154 (9)	0,287...1,010 0,643 (9)	12,6...36,2 21,4 (9)
высокая	0,36...0,67 0,49 (8)	0,070...0,213 0,151 (8)	0,238...0,487 0,336 (8)	19,4...43,3 31,0 (8)

Таким образом, на примере верхнеюрских пород Западной Сибири (Томская область) исследованы закономерности распределения АС в РОВ и нефтях. Впервые установлено, что содержание всех типов АС в РОВ пород, при широких пределах колебания, значительно превышает количество этих соединений в нефтях, залегающих в одновозрастных отложениях, и имеет тенденцию к повышению с ростом величины отношения Pr/Ph. В составе АС РОВ континентального типа по сравнению с морским повышена доля оснований. При переходе от незрелых к умеренно зрелым образцам РОВ наблюдается некоторое увеличение содержания всех типов АС, которое снижается при дальнейшем увеличении термической зрелости ОВ.

Для нефтей наблюдается обратная связь между распределением всех типов АС и величиной отношения Pr/Ph, относительным содержанием оснований и типом исходного ОВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Дж. М., Андрусевич М.Е., Демейсон Д.Дж., Стасова О.Ф., Хьюзинге Б.Дж. Углеводороды – биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1991. – № 10. – С. 3–34.
2. Ильинская В.В. Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей. – М.: Недра, 1985. – 160 с.
3. Сурков В.С., Серебренникова О.В., Казаков А.М., Девятов В.П., Смирнов Л.В., Комаров А.В., Тищенко Г.И. Седиментогенез и геохимия нижнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Наука, 1999. – 213 с.
4. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1984. – 181 с.
5. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 363 с.
6. Пунанова С.А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нафтидах и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // Геохимия. – 1998. – № 9. – С. 959–972.
7. Виноградова Т.Л., Чахмахчев В.А., Агафонова З.Г., Якубсон З.В. Углеводородные и гетероатомные соединения – показатели термической зрелости органического вещества пород и нафтидов // Геология нефти и газа. – 2001. – № 6. – С. 49–55.
8. Yamomoto M. Fractionation of azaarenes during oil migration // Org. Geochem. – 1992. – V. 19. – P. 389–402.
9. Clegg H., Wilkes H., Horsfield B. Carbazole distribution in carbonate and clastic source rocks // Geochim. et Cosmochim. Acta. – 1997. – V. 61. – P. 5335–5345.

10. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Западно-Сибирский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: Наука, 1994. – 200 с.
11. Organic Geochemistry Standard analytic procedure requirement and reporting guide – Statoil, 1988.
12. Чумаченко М.Н., Пахомова И.Е. Новый метод одновременного определения углерода, водорода и азота с применением газовой хроматографии // Доклады АН СССР. – 1966. – Т. 170. – Вып. 125. – С. 125–127.
13. Безингер Н.Н., Гальперн Г.Д. Функциональный анализ азотистых оснований и амидов и групповой анализ азотистых соединений нефти // В сб.: Методы анализа органических соединений нефти, их смесей и производных. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – С. 141–169.
14. Николаева Т.Л., Гулая Е.В., Серебренникова О.В., Мин Р.С., Мозжелина Т.К. Состав углеводородов, металлопорфиринов и серосодержащих соединений в нефтях из среднеюрских отложений Западной Сибири // Нефтехимия. – 2001. – Т. 41. – № 2. – С. 103–108.
15. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. – М.: Наука, 1986. – 368 с.
16. Гордадзе Г.Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопоисковой геохимии. – М.: ИГиРГИ, 2002. – 336 с.
17. Виноградова Т.Л., Пунанова С.А., Чахмахчев В.А. Геохимические критерии литолого-фациальных условий накопления органического вещества и типов его исходной биомассы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 5. – С. 46–51.
18. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири // Геохимия. – 1998. – № 1. – С. 3–17.
19. Чахмахчев В.А. Углеводороды – геохимические показатели нефте- и газоносности недр // Геохимия. – 1989. – № 8. – С. 1108–1119.
20. Агафонова З.Г. Изопреноидные углеводороды и н-алканы – показатели зрелости нафтидов и типа углеводородных флюидов // Геология нефти и газа. – 2003. – № 5. – С. 37–40.
21. Clegg H., Wilkes H., Oldenburg T., Santamaria D., Horsfield B. Influence of maturity on carbazole and benzocarbazole distributions in crude oils and source rocks from the Sonda de Campeche, Gulf of Mexico // Org. Geochem. – 1998. – V. 29. – № 1–3. – P. 183–194.
22. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
23. Герасимова Н.Н., Николаева Т.Л., Коваленко Е.Ю., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. Распределение азот- и сероорганических соединений в нефтях юрского и палеозойского комплексов Западной Сибири // Нефтехимия. – 2003. – Т. 43. – № 4. – С. 266–273.
24. Герасимова Н.Н. Закономерности распределения азотсодержащих компонентов в нефтях Западной Сибири, различающихся геохимическими и физико-химическими характеристиками / Химия нефти и газа: Матер. V Междунар. конф., г. Томск, 22–26 сентября 2003. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – С. 29–31.